

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ          ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3270 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ          МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3270)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Липатов Сергей Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность: Нефтегазовое дело 21.03.01  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б52Т	Липатову Сергею Олеговичу

Тема работы:

<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ          ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3270 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ          МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1017/с от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (Красноярский край), с ожидаемым притоком $Q = 110 \text{ м}^3/\text{сутки}$ .
--	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>– Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</p> <p>– Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна;</p> <p>– Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>– Выбор буровой установки.</p> <p>– Автоматические буровые ключи</p>
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертёжей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)</p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент, Киселева Елена Станиславовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>1. Общая и геологическая часть</p>	
<p>2. Технологическая часть</p>	
<p>3. Автоматические буровые ключи</p>	
<p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>5. Социальная ответственность</p>	
<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>08.02.2019</p>

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б52Т	Липатов Сергей Олегович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
8 февраля	1. Общая и геологическая часть	10
5 апреля	2. Технологическая часть	40
31 апреля	3. Специальная часть	20
30 мая	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30 мая	5. Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-  
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б52Т	Липатову Сергею Олеговичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление</b>	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Сметная стоимость строительства скважины	Расчет сметной стоимости строительства скважины
3. Расчет технико-экономических показателей	Расчет технико-экономической эффективности

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Организационная структура управления организацией
2. Нормативная карта

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	08.02.2019
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОГСН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б52Т	Липатов Сергей Олегович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б52Т	Липатову Сергею Олеговичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Данные технологические решения будут использоваться для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3270 метров на нефтяном месторождении
--	--

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н. Трудовой кодекс РФ (ст. 219; 264; 298) Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116 от 21 июля 1997 г. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015г.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого объекта. 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Опасные и вредные факторы: 1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола) 2. Движущиеся части машин и механизмов 3. Пожаровзрывобезопасность 4. Электробезопасность 5. Превышение уровней вибрации 6. Превышение уровней шума 7. Недостаточная освещенность рабочей зоны
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ воздействия объекта на литосферу.</li> <li>– Анализ воздействия объекта на гидросферу.</li> <li>– Анализ воздействия объекта на атмосферу.</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ГНВП;</li> <li>– Пожар.</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

08.02.2019

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
З-2Б52Т	Липатов Сергей Олегович		



## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать оборудование <i>нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для <i>экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа содержит 116 страниц, 8 рисунков, 30 таблицы, 45 литературных источников, 8 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 3270 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство вертикальной разведочной скважины на нефть глубиной 3270 м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации строительству, охране труда и окружающей среды.

В работе рассмотрен вопрос о применении автоматических буровых ключей.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW».

## СОКРАЩЕНИЯ

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая;

ГКШ – гидравлический ключ штанговый.

# ХАРАКТЕРИСТИКА ВОДОНОСНОСТИ И НЕФТЕВНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПЛОЩАДИ)

## Оглавление

<b>1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....</b>	<b>15</b>
1.1 Геологические условия бурения скважины.....	15
1.2 Характеристика .....	16
1.3 Зоны возможных осложнений .....	16
<b>2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА .....</b>	<b>17</b>
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....	17
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	18
2.2.3 Выбор интервалов цементирования .....	18
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	18
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	19
2.3 Углубление скважины .....	19
2.3.1 Выбор способа бурения.....	19
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	20
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	21
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	23
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	24
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	26
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	26
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	28
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	29
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	30
2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн.....	30
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны .....	33
2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	34
2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	36
2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины .....	36
2.5 Выбор буровой установки.....	37
<b>3 АВТОМАТИЧЕСКИЕ БУРОВЫЕ КЛЮЧИ .....</b>	<b>39</b>
<b>4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....</b>	<b>49</b>
4.1 Основные направления деятельности ООО «Иркутская нефтяная компания» .....	49
4.1.1 Организационная структура управления предприятием.....	50
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин .....	51
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	52
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции .....	53
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей .....	55

4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	55
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки .....	55
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы .....	57
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами .....	58
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .....	58
4.3 КОРРЕКТИРОВКА СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ .....	58
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины .....	58
<b>5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>62</b>
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	62
5.2. Производственная безопасность .....	64
5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению ..	65
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия .....	70
5.3 Экологическая безопасность .....	72
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>76</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>77</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А .....</b>	<b>81</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....</b>	<b>84</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В .....</b>	<b>86</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....</b>	<b>91</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д .....</b>	<b>94</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Е .....</b>	<b>97</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Ж .....</b>	<b>98</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ З .....</b>	<b>101</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Россия на данный момент занимает одно из первых мест по выработке нефти и газа, а также занимает значимую роль в поставке ресурсов за границу. Это способствует высоким показателям дохода нефтеперерабатывающих и добывающих компаний. Данные продукты являются важнейшим фактором в энергообеспечении страны и повседневной жизни граждан, что обеспечивает высокий спрос.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 3270 метров на нефтяном месторождении (Красноярского края). Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3270 метров.

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

- 1) проектирование технологических решений по строительству и бурению разведочной вертикальной скважины,
- 2) построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны,

В результате проведенной работы были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2420 метров. Основные конструктивные, технологические и техникоэксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения и отбора 14 керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн. Спроектированы процессы испытания и подобрано соответствующее оборудование. Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность, значимость работы, снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

## 1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины – в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины – в таблице А.3 приложения А.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 3120–3230 метров представлен глинами, аргелитами, алевролитами, плотностью 2080 кг/м<sup>3</sup>.

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Давление по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент			
			пластового давления	порового давления	гидрораз- рыва пород	горного давления
	от	до	МПа/м	кгс/см <sup>2</sup> на м	МПа/м	МПа/м
1	2	3	4	5	6	7
Q - P <sub>1-2</sub>	0	760	0,00981	-	0,0192	0,0230
K <sub>2m</sub> -K <sub>2k</sub>	760	885	0,00981	-	0,0172	0,0250
K <sub>2t</sub> -cn	885	1070	0,00981	-	0,0198	0,0250
K <sub>1a</sub> -al-K <sub>2s</sub>	1070	2050	0,00981	-	0,0194	0,0250
K <sub>1g</sub> -br-a	2050	2700	0,00981	-	0,0196	0,0250
K <sub>1v</sub> -g	2700	2980	0,01128	-	0,0196	0,0250
K <sub>1v</sub> -g	2980	3270	0,01569	-	0,0196	0,0250

## 1.2 Характеристика водоносности и нефтеносности месторождения (площади)

Характеристика водоносности, нефтеносности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Водоносность, нефтеносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут
от	до			
Водоносность				
1040	1110	поровый, терригенный	1,006	0,9-10
1150	2040		0,998-1,006	1-145
2060	2160		1,002-1,005	1,18-80,7
2183	2455			
2462	2750		0,998-1,001	0,14-93,6
2768	2946			
2995	3004			
3046	3062			
Нефтеносность				
3120	3140	поровый	0,560	50
3200	3230	поровый	0,560	110

Проектируется испытание пласта БУ<sub>22</sub>

## 1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтеводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	3270	осыпи и обвалы стенок скважины	возможны посадки и затяжки бурильного инструмента, заклинка инструмента, сальнико- и кавернообразования.
1040	1110	нефтеводопроявления	вода
1150	2040		вода
2060	2160		вода
2183	2455		вода
2462	2750		вода
2768	2946		вода
2995	3004		вода
3046	3062		вода
3120	3140		нефть
3196	3221		нефть
400	3270	прихватоопасные зоны	затяжки, посадки бурильного инструмента
0	3270	поглощение бурового раствора	до полного поглощения



## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

### 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется вертикальная разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проекторочные расчеты не производятся.

### 2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа [38, 45].

#### 2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора [14-20].

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

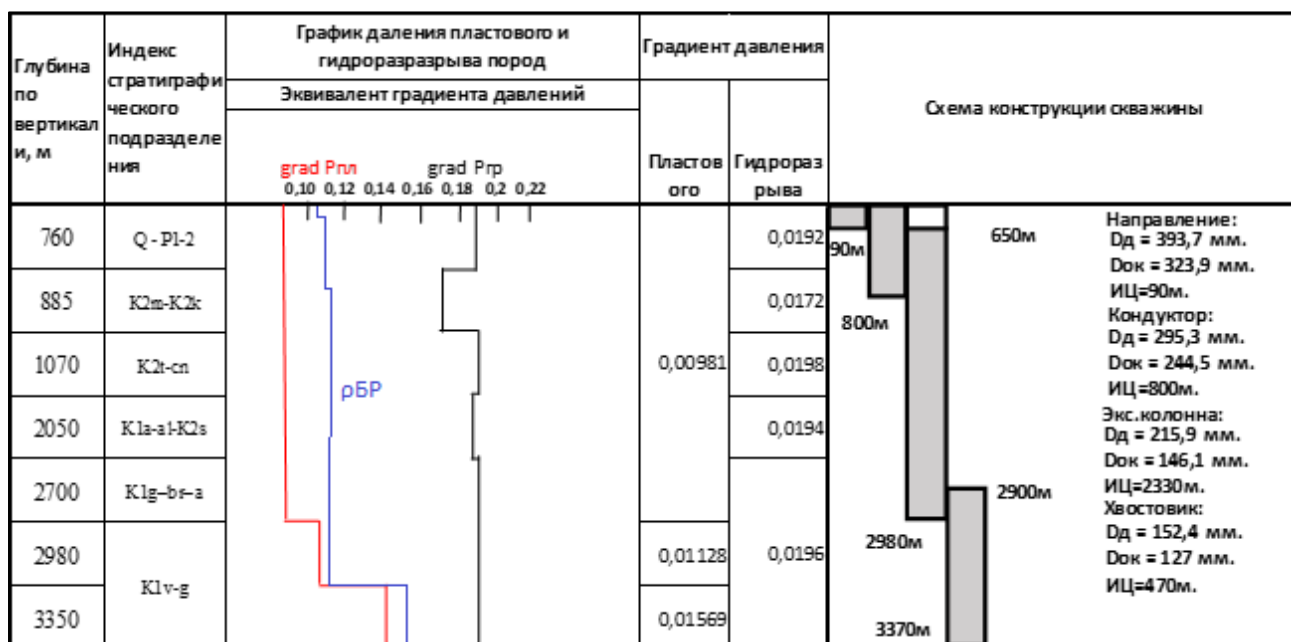


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

### **2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска**

1. Направление спускается на глубину 90 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 150 м (приложение А, таблица А.1) и из опыта бурения и экономической целесообразности. [15,43].

2. Кондуктор спускается на глубину 800 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–760 м, с учетом величины перекрытия 40 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2980 м в соответствии с заданием на проектирование.

4. Глубину спуска хвостовика выбираем 3270 м с учетом вскрытия продуктивного пласта 3120–3230 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 40 м.

### **2.2.3 Выбор интервалов цементирования**

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования [19,31,32,38,41]:

1. Направление: интервал цементирования 0–90 м;

2. Кондуктор: интервал цементирования 0–800 м;

3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 650–2980 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

4. Хвостовик: интервал цементирования 2900–3270 м (величина установки подвесного устройства хвостовика выше башмака эксплуатационной колонны не менее 75 м для нефтяных скважин).

### **2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

По условия геологического задания диаметр колонны под хвостовик принимаем равным  $D_{хв} = 127$  мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины [41,44].

### 2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления  $P_{\text{му}}$ :

$$P_{\text{му}} = 32,33 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1–35–146х245**.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению: **ОП5–230/80х35**.

### 2.3 Углубление скважины

#### 2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4 [16,17,19,20,35,36].

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–90	направление	роторный
90–800	кондуктор	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

Продолжение таблицы 4

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
800–2980	эксплуатационная колонна	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
2980–3270	хвостовик	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов [18-20,35].

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-800	800-2980	2980-3270
Шифр долота		Ш 393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 ВТ 419	БИТ 215,9 ВТ 713	БИТ152,4 В 713 Н
Тип долота		Шарошеч- ное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	152,4
Тип горных пород		М	М	МС	СТ
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	88
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	4 1/2
Длина, м		0,41	0,4	0,4	0,35
Масса, кг		150	80	43	19
G, тс	Рекомендуе- мая	14-28	2-12	2-12	3-10
	Предельная	-	40	40	30
n, об/мин	Рекомендуе- мая	40–600	60–400	60-400	60-300
	Предельная	-	400	400	300

1. Для бурения интервала под хвостовик проектируется долото Долото БИТ152,4 В 713 Н марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит макси-

мальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

2. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC БИТ 215,9 ВТ 713 марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и средними горными породами.

3. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC БИТ 295,3 ВТ 419 марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

4. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото III 393,7 М-ЦВ марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

5. В приведенных первых 3-х случаях выбора долота при использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

### **2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород**

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам 1 и 2 [20,35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 6.

$$G_l = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3}, \quad (1)$$

где  $\alpha$  – коэффициент забойных условий;

$P_{ш}$  – средневзвешенная твердость горных пород по штампу;

$F$  – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F = 0,03 D_c k_T, \quad (2)$$

где  $k_T$  – число зубцов на рабочей поверхности;

$D_c$  – средний диаметр зубцов, мм.

Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-90	90-800	800-2980	2980-3270
<b>Исходные данные</b>				
$\alpha$	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	2000	7500	14000	29000
$D_d, \text{мм}$	393,7	295,3	215,9	152,4
$\eta$	1	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,3	0,6	0,8
$G_{пред}, \text{кН}$	274,5	117,6	117,6	98,0
<b>Результаты проектирования</b>				
$G_1, \text{кН}$	30	30	50	40
$G_2, \text{кН}$	79	88	129	122
$G_3, \text{кН}$	220	94	94	78,4
$G_{проект}, \text{кН}$	40	50	70	80

Исходя из опыта бурения интервала четвертичных отложений под направление выбираем осевую нагрузку 40кН, из расчетных 30-79 кН, данная нагрузка достаточна для разрушения горной породы. Для интервала под кондуктор выбираем 50 кН, из расчетных 30-88 кН. также исходя из опыта бурения данного интервала. Для эксплуатационной колонны выбираем 70 кН, из расчетных 50-129 кН. Данная нагрузка на долото не превышает допустимую, тем самым бу-

дет обеспечена эффективное разрушение горной породы. Для интервала под хвостовик выбираем 80 кН, из расчетных 40-122 кН для достаточного разрушения горной породы.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 3 [20,35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета приведены в таблице 7.

$$n_l = 19,1 \frac{V_l}{D_d}, \quad (3)$$

где  $V_l$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_d$  – диаметр долота, м.

Таблица 7 – Результат расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-800	800-2980	2980-3270
<b>Исходные данные</b>					
$V_l$ , м/с		2,8	1,5	1	1
$D_d$	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1524
	мм	393,7	295,3	215,9	152,4
$\tau$ , мс		6	-	-	-
$z$		24	-	-	-
$\alpha$		0,8	0,6	0,3	0,5
<b>Результаты проектирования</b>					
$n_1$ , об/мин		135	97	88	125
$n_2$ , об/мин		265	-	-	-
$n_3$ , об/мин		765	-	-	-
$n_{\text{проект}}$ , об/мин		40-50	90-100	80-90	125

Исходя из практики в бурении интервал под направление бурится роторным способом. Диапазон частоты вращения ротора 35-80 об/мин. Из расчета мы видим для эффективного разрушения горной породы 135 об/мин. Но поскольку интервал мал и использование ВЗД не целесообразно, то выбираем частоты вращения 40-50 об/мин. Данная частота вращения никак не повлияет на износ опор долота. Для интервалов под кондуктор, эксплуатационную колонну, хвостовик выбирается расчетное значение эффективного разбуривания горной породы. Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице Б.2 приложения Б.

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Расчет двигателя произведен по формулам (4-7) [20,35-36] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат проектирования занесен в таблицу 8.

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9) D_{\partial}, \quad (4)$$

где  $D_{зд}$  – диаметр забойного двигателя, мм;

$D_{\partial}$  – диаметр долота, мм.

$$M_p = M_o + M_{уд} * G_{ос}, \quad (5)$$

где  $M_p$  – момент необходимый для разрушения горной породы, Н\*м;

$M_o$  – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н\*м;

$M_{уд}$  – удельный момент долота, Н\*м/кН;

$G_{ос}$  – осевая нагрузка на долото, кН.

$$M_o = 500 * D_{\partial}. \quad (6)$$

где  $D_{\partial}$  – диаметр долота, м.

$$M_{уд} = Q + 1,2 * D_{\partial}, \quad (7)$$

где  $Q$  – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1-2 (принимается 1,5), Н\*м/кН;

$D_{\partial}$  – диаметр долота, см.

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-800	800-2980	2980-3270
Исходные данные					
D <sub>д</sub>	м	-	0,2953	0,2159	0,1524
	мм	-	295,3	215,9	152,4
G <sub>ос</sub> , кН		-	88	129	122
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D <sub>зд</sub> , мм		-	236	172	122
M <sub>р</sub> , Н*м		-	2963	3204	2272



Продолжение таблицы 8

$M_o, H^*M$	-	147	108	76
$M_{уд}, H^*M/кН$	-	32	24	18

Для интервала бурения под кондуктор 90–800 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД-ДР-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения 800–2980 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД Д5-172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Для интервала бурения под хвостовик 2980–3270 м под проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД ДР-127М, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	ВЗД ДР-240	ВЗД Д5-172	ВЗД ДР-127
<b>Интервал, м</b>	90–800	800–2980	2980–3270
<b>Наружный диаметр, мм</b>	240	172	127
<b>Длина, м</b>	9	5,63	6,45
<b>Вес, кг</b>	1851	1225	400
<b>Расход жидкости, л/с</b>	30–75	25–35	10–20
<b>Число оборотов, об/мин</b>	120–200	80–100	90–180
<b>Максимальный рабочий момент, кН*м</b>	9–18	5,2–7,0	3–4,5
<b>Мощность двигателя, кВт</b>	110–250	50–80	34–84

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблицах Б.1–Б.2 приложение Б.

### **2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны**

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовика применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки [34,].

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах В.1–В.5 приложения В.

### **2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов**

Согласно геолого-техническому условию бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

- интервал бурения 0–90 м под направление – бентонитовый буровой раствор.
- интервал бурения 90–800 м под кондуктор – полимер-глинистый буровой раствор.
- интервал бурения 800–2980 м под эксплуатационную колонну – полимер-глинистого буровой раствор.
- интервал бурения 2980–3270 м под колонну хвостовик – биополимерный буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 10[23,26]. В таблице 11 представлен компонентный состав бурового раствора [23,26].

Таблица 10 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	плотность г/см <sup>3</sup>	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, сПз	СНС 10 сек / 10 мин,	одо-от-дач а, см <sup>3</sup> / 30 мин	рН	содержание песка, %
Бентонитовый	0	90	1,11	120	-	-	-	-	-	-
Полимер-глинистый	90	800	1,14	60	15	45	10-30/ 25-50	< 10	8,5	< 2
Полимер-глинистый	800	2980	1,16	45	15	40	10-25/ 15-30	< 6	9,0	< 1
Биополимерный	2980	3270	1,60	55	25	30	6-20/ 10-30	< 6	9,5	< 0,5

Таблица 11 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	90	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, барит.
Полимер-глинистый	90	800	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор.
Полимер-глинистый	800	2980	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор.
Биополимерный	2980	3270	Техническая вода, каустическая сода, кальцинированная сода, ксантановая смола, KCL, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель, барит.

В качестве рекомендации для предотвращения поглощений при бурении интервалов склонных к поглощениям необходимо предусмотреть наличие необходимого количества химических реагентов для приготовления кольматационных пачек на основе бурового раствора с поднятием условной вязкости и добавлением разнотипного карбоната кальция и инертного наполнителя [26].

Состав и концентрация кольматационной пачки:

- |  |   |
|--|---|
| 1. Буровой раствор                           | 5. $\text{CaCO}_3$ 150 – 60 кг/м <sup>3</sup> |
| 2. ПАЦ ВВ – 5 кг/м <sup>3</sup>              | 6. NUT SHELL MEDIUM – 30 кг/м <sup>3</sup>    |
| 3. $\text{CaCO}_3$ 5 – 60 кг/м <sup>3</sup>  | 7. NUT SHELL COARSE – 30 кг/м <sup>3</sup>    |
| 4. $\text{CaCO}_3$ 50 – 60 кг/м <sup>3</sup> | 8. CF-1 (торф) – 20 кг/м <sup>3</sup>         |

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Г.1 приложения Г.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Г.2 приложения Г.

### **2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины**

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д [38,28-29].

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

– Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах Д.1–Д.3 приложения Д.

### **2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна**

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа газаносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 3200–3230 м. По условию задания скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

– интервал отбора керна 3195–3235 м

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения данного интервала [35].

Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ 151/80 В 613.01	151	80	3-88	10

Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК-136/80 "ТРИАС"	136	18 (3)	80	14835	3-108	3-150	2300

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
3195-3235	СК-136/80 "ТРИАС"	1-3	60-120	14-25

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1900
Плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	560	глубина скважины, м	3270
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	650	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	100
Высота цементного столба $h_{ст}$ , м	10	динамический уровень скважины $h_0$ , м	1987

### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [38,41-42].

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (8)$$

где  $P_n$  – наружное давление;

$P_v$  – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.

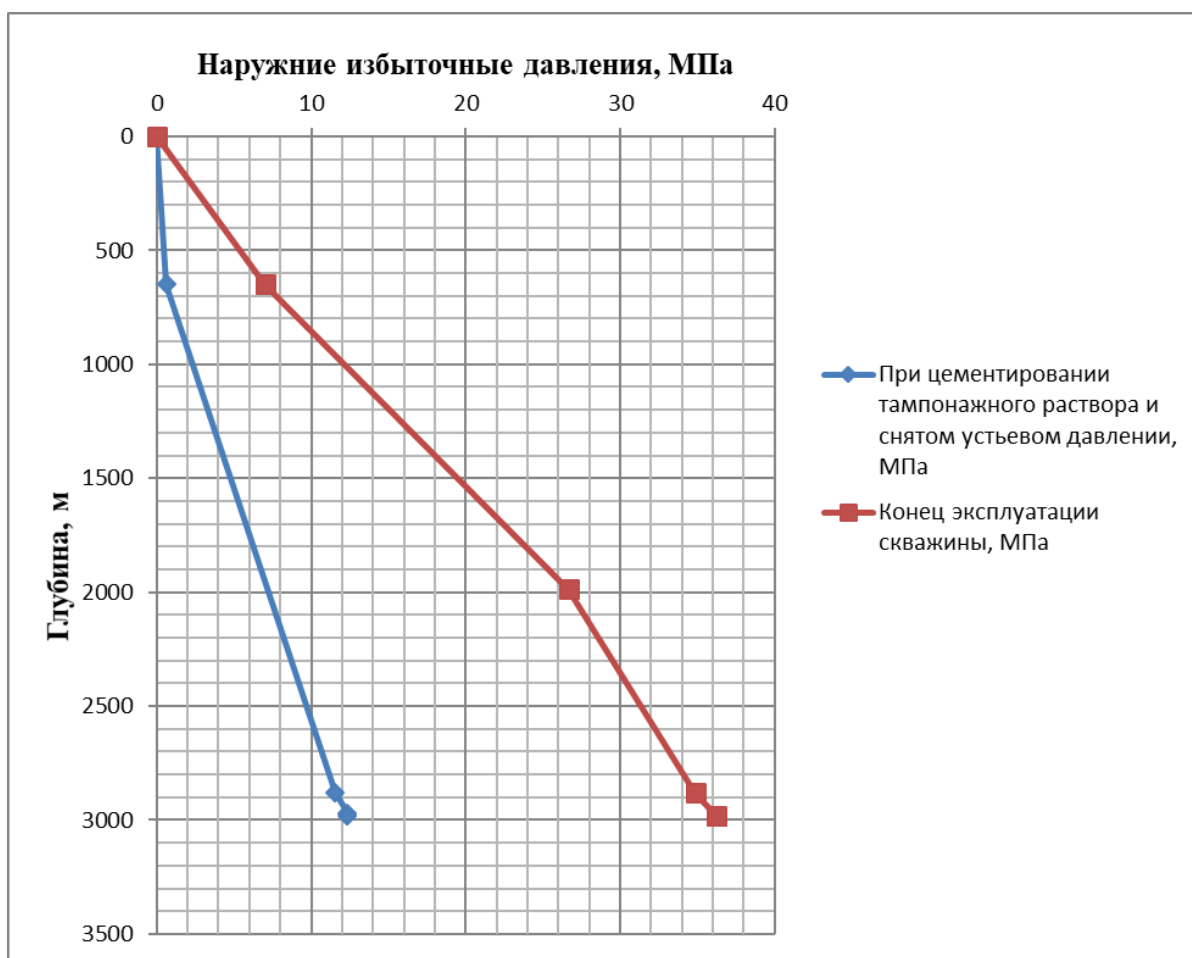


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства имеются два таких случая.

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её на герметичность [42].

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 3

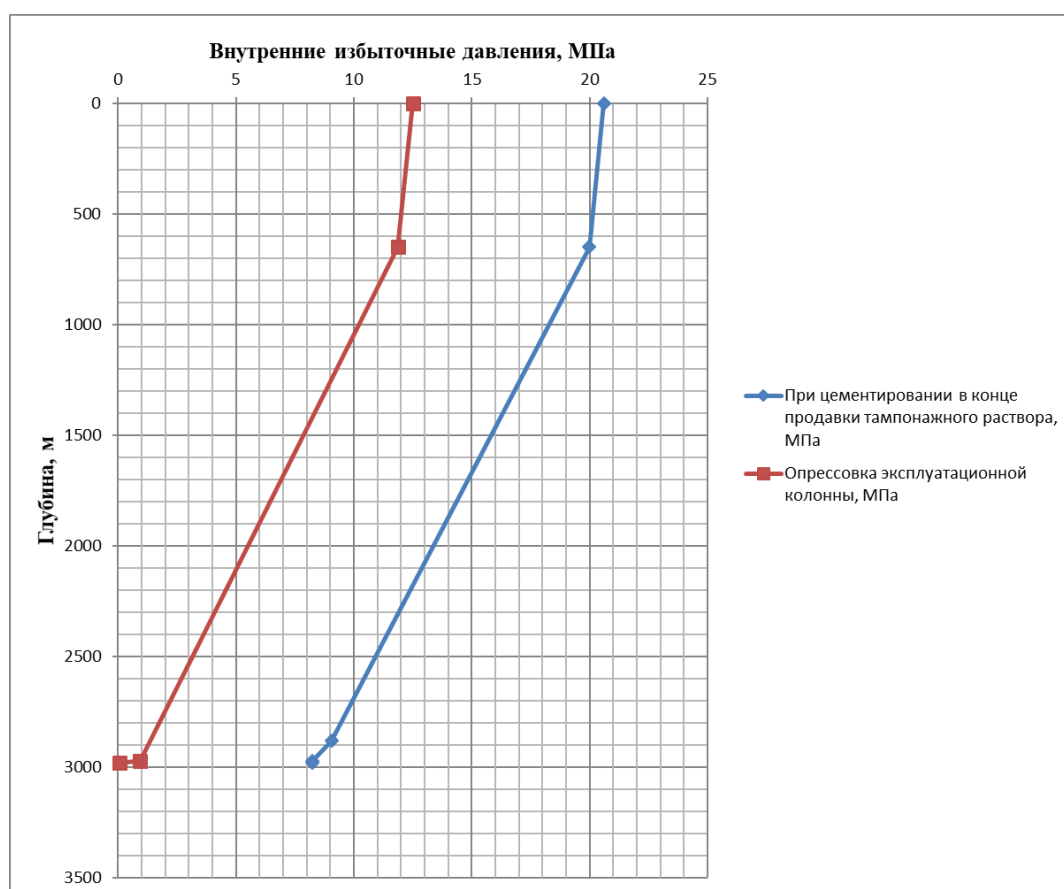


Рисунок 3 – Эпюры внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки [29,38,43].



Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Направление</b>								
1	ОТТМ	Д	8,5	90	68,25	6142,5	6142,5	0–90
<b>Кондуктор</b>								
1	ОТТМ	Д	7,9	800	48,13	38504	38504	0–800
<b>Эксплуатационная колонна</b>								
1	ОТТМ	Д	12,7	2980	52,51	156479	156479	0–2980
<b>Хвостовик</b>								
1	ОТТМ	Д	9,6	370	27,32	10108,4	10108,4	2900–3270

## 2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

### 2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 9 [19,31,41]:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (9)$$

где  $P_{гс\ кп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве,  $P_{гс\ кп} = 49,58$  МПа;

$P_{гд\ кп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве,  $P_{гд\ кп} = 0,56$  МПа;

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным  $P_{гр} = 64,89$  МПа.

Производим сравнения давлений  $50,14 \text{ МПа} \leq 61,64 \text{ МПа}$ .

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

### 2.4.2.2 Расчет объёмов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора.

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора [19,31,41]:

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонентов, кг	Наименование цемента	Масса цемента, т
Буферная	2,92	1100	-	МБП-СМ	0,43	-	-
	11,68			МБП-МВ	8,17	-	-
Облегченный тампонажный раствор	51,91	1400	41,97	НТФ	21,28	ПЦТ-1-Об(4)-100	3,51
Тампонажный раствор нормальной плотности	2,53	1900	1,7	НТФ	1,03	ПЦТ - 1 - Ут (2) – 100	38,15
Продавочная жидкость	52,66	1000	-	-	-	-	-

### 2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

По формуле 10 рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата [19,31,41]:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (10)$$

где  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 20,61 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 25,76 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом СИН.

По формуле 11 рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (11)$$

где  $G_{\text{сух}}$  – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала;

$G_6$  – вместимость бункера смесителя.

1. Для облегченной тампонажной смеси:  $m = 4$  машины типа УС6-30Н(У).
2. Для тампонажной смеси нормальной плотности:  $m = 1$  машина типа УС6-30Н(У).

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 4.

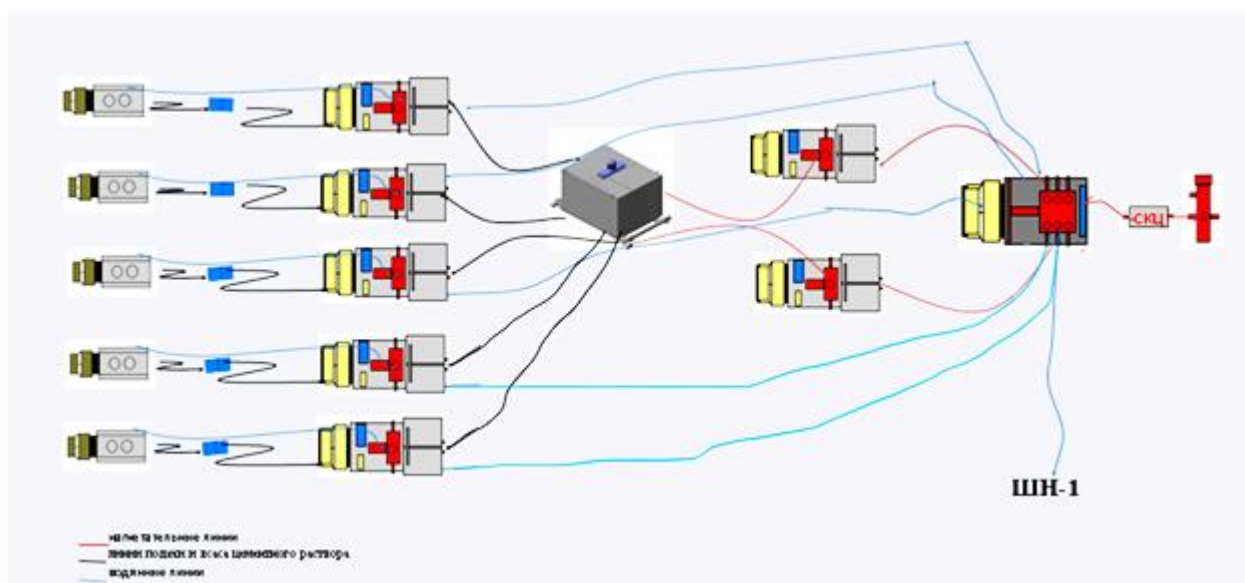


Рисунок 4 – Схема обвязки цементировочной техники при приготовлении тампонажного раствора с применением цементосмесительной установки и гидроворонки

## 2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D <sub>усл</sub> , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разде- лительная продавочная	Центратор, (количество, шт)
Направление, D <sub>усл</sub> = 324 мм	БКМ-324 ОТТМ	ЦКОД -324 ОТТМ	ПРП-Ц-324	ЦЦ-324/393 (4)
Кондуктор, D <sub>усл</sub> =245 мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОД -245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦЦ-245/295 (22)
Экспл. колонна, D <sub>усл</sub> =178 мм	БКМ-178 ОТТМ	ЦКОД -178 ОТТМ	ПРП-Ц-В-178 ПРП-Ц-Н-178	ЦЦ-178\216 (77)
Хвостовик D <sub>усл</sub> =127 мм	БКМ-127 ОТТМ	ЦКОД -127 ОТТМ	ПРП-Ц-В-127 ПРП-Ц-Н-127	ЦЦ-127\165 (35)

## 2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

### 2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор Скорпион 102. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 30 м, глубина 3200–3230 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102 представлены в таблице 19.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором Скорпион 102 потребуется одна спуско-подъемная операция перфорационного комплекса в составе из шести секций по 5 м.

Таблица 19 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102

Технические характеристики	Скорпион 102
Наружный диаметр, мм	102
Фазировка, ° *	60
Плотность перфорации, отв./м **	10, 16
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа ***	80/130
Максимально допустимая температура, °С	150/170

Продолжение таблица 19

Технические характеристики	Скорпион 102
Длина корпусов, м****	1/2/3/4/5/6

#### 2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-80 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров) [44].

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	80
Минимальный диаметр проходного канала, мм	18
Максимальный перепад давления, МПа	30
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-62

#### 2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой буровой и обсадной колоннами [35].

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (12)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (13)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (14)$$

где  $G_{кр}$  – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$  – максимальный вес буровой колонны, тс;

$Q_{об}$  – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$  – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле 15:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (15)$$

где  $k$  – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ( $k=1,3$ );

$Q_{мах}$  – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку Уралмаш 3900/225 ЭПК-БМ.

Расчет буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета буровой установки представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результат расчета буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
Уралмаш 3900/225 ЭПК-БМ		225	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	138,8	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	1,62
Максимальный вес обсадной колонны	156,4	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	1,43
Веса колонны при прихвате	180,4	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,24

### **3 АВТОМАТИЧЕСКИЕ БУРОВЫЕ КЛЮЧИ**

#### **Введение**

Ключ буровой автоматический стационарный предназначен для механизации процессов свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб при спуско-подъемных операциях. Применяется при бурении нефтяных и газовых скважин.

В настоящее время на буровых установках применяются ключи различных типов, предназначенные для свинчивания бурильных и обсадных труб, при этом операции по докреплению или раскреплению резьбовых соединений выполняются либо вручную с использованием комплектов машинных ключей и пневмораскрепителей, либо ключами, оснащенными многоступенчатыми приводами настройки скоростей вращения и крутящих моментов.

Наиболее распространенными ключами для свинчивания или развинчивания бурильных труб является автоматический буровой ключ типа АКБ с открытым зевом, оснащенный пневматическими приводами вращения верхней трубы и стопорения нижней трубы.

К недостаткам этих ключей следует отнести:

- ограниченную возможность применения труб по диаметрам;
- ограниченную возможность по величине передачи трубам крутящего момента при свинчивании или развинчивании.

Известны ключи высокой степени механизации, имеющие встроенные захватные органы, выполненные в виде двух соосно расположенных механизмов, установленных на консольных опорных площадках и соединенных посредством направляющих вертикального перемещения с поворотными относительно общих осей кронштейнами и снабженных узлом позиционирования устройства. В этих ключах для стопорения нижней трубы и вращения верхней трубы используются отдельные приводы, выполненные в виде многоступенчатого редуктора с гидромотором для вращения верхней трубы и в виде гидроцилиндров шарнирно соединенных с наружными и внутренними корпусами для стопорения нижней трубы.

## 1. Стационарные буровые ключи

Стационарные буровые автоматические ключи - устройства, предназначенные для механизации и автоматизации сопутствующих процессов (свинчивание-развинчивание, наращивание колонны и др) в ходе спуско-подъемных операций при бурении нефтяных и газовых скважин. Применяются в нефтегазовой отрасли.

Выделяют автоматический буровой ключ (АКБ) и автоматический буровой ключ с гидроприводом (КБГ).

Среди АКБ наиболее распространены АКБ с пневмоприводами 3М2 и 3М2.Э2 (модификация 3М2). Они применяются для механизации и автоматизации свинчивания и развинчивания бурильных труб и обсадных труб.



Рисунок 5 - АКБЗМ2

АКБЗМ2 состоит из:

- блока ключа,
- колонны с кареткой,
- пульта управления.

Техническиетехнические характеристики бурового ключа АКБ-3М2 приведены в таблице Е.1 Приложения Е.

Механизмы ключа работают благодаря пневмодвигателю и пневмоцилиндру от сети сжатого воздуха. Блок бурового ключа выполняет операции свинчивания и развинчивания бурильных труб. В передней части блока имеются два



трубозажимных устройства - верхнее и нижнее. Верхнее предназначено для захвата и вращения бурильной трубы, нижнее для захвата колонны труб и удержания её от проворота.

Каретка свободно вращается в верхней части колонны, её положение фиксируется при работа. Каретка с блоком бурового ключа может перемещаться вдоль колонны по высоте. Буровые ключи управляются дистанционно с помощью пульта.

АКБЗМ2.Э2 функционально повторяет АКБЗМ2. В технологическом плане отличия есть: двухскоростной электропривод вращателя, система обогрева пневматических устройств в зимний период

Применение АКБ-ЗМ2.Э2 позволяет значительно сократить расход сжатого воздуха на буровых установках и повысить производительность буровых установок за счет сокращения расходов на ремонт и обогрев пневматических устройств в зимний период

Существует также АКБ 4 - двухскоростной буровой автоматический ключ с одноименным пневмоприводом

АКБ 4 разработан на базе АКБЗМ2, в сравнении с ним имеет следующие преимущества: дополнительная двухскоростная коробка передач (обеспечивает крутящий момент, позволяющий обходиться без машинных ключей) благодаря тому, что крутящий момент прикладывается к свинчиваемому соединению без ударов, значительно снижается износ бурильных труб и сухарей самого ключа; ограничитель крутящего момента (благодаря ему достигается свинчивание соединения с заранее заданным моментом, при наступлении момента пневмомотор отключается).

Среди стационарных буровых автоматических ключей с гидроприводом чаще всего эксплуатируются КБГ и КБГ-2



Рисунок 6 - КБГ-2

Буровые ключи применяются:

- для механизации свинчивания-развинчивания бурильных, утяжеленных обсадных, насосно-компрессорных труб и долот с контролем и автоматическим ограничением крутящего момента
- для механизации наращивания бурильной колонны через дополнительный шурф
- для разборки забойных двигателей на буровой.

КБГ и КБГ-2 находят применение на буровых установках со всеми типами клиньевых захватов, могут функционировать в любых климатических условиях.

Конструкция ключей с гидроприводом включает в себя:

- механизм позиционирования (закреплен на основании буровой)
- вращатель (смонтирован на механизме позиционирования)
- стопорный ключ
- пульт управления
- силовую установку

## **2. Конструкция бурового ключа**

Большинство моделей буровых ключей имеет схожую конструкцию, как указано на рисунке 7:

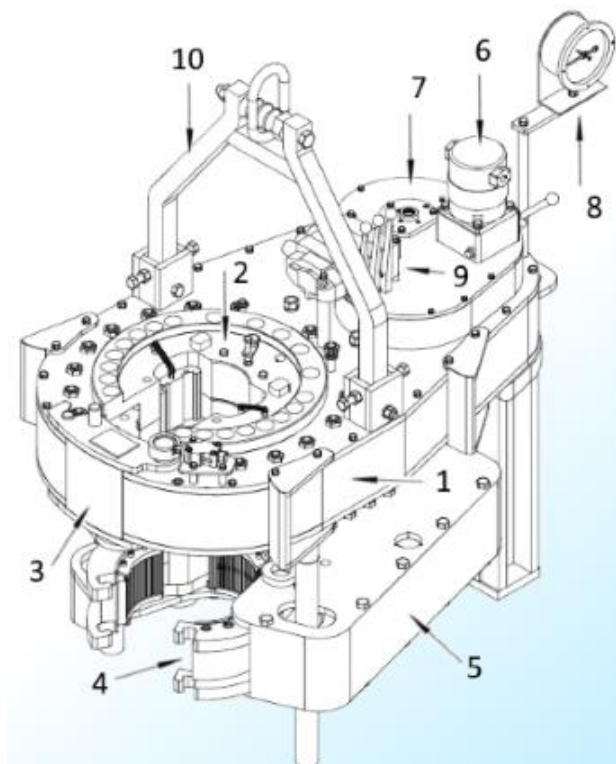


Рисунок 7 – Конструкция бурового ключа, где

1 - корпус ключа, 2 - плита ключа с челюстями, 3 – дверца, 4 - зажим с челюстями, 5 - корпус зажима, 6 – мотор, 7 – редуктор, 8 - указатель моментомера, 9 - управление ключом, 10 - механизм подвески.

Существует несколько видов привода буровых ключей: пневматический, гидравлический, электрический.

Преимущество гидравлического привода: большая максимальная мощность; возможность подключения к гидросистеме буровой установки.

Преимущество пневмотического привода: отсутствие необходимости в запасе рабочего агента; сравнительно не большое давление рабочего агента (1 МПа).

Преимущество электрического привода: повышенная надежность привода; отсутствие дополнительных источников энергии для привода.

### **3. Основные сведения об автоматизированном гидравлическом ключе ГКШ-8000 «Тимеркул»**

Автоматизированный гидравлический буровой ключ ГКШ-8000 "Тимеркул" предназначен для быстрого, безопасного, высокоточного свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб с наружными диаметрами от Ø73 мм (2 7/8") до Ø219 мм (8 5/8").

Использование выдвижного манипулятора, управление при помощи программируемых логических контролеров и возможность использования выносного пульта позволяют добиться безопасной и эффективной работы, а также продления срока службы бурового инструмента.



Рисунок 8 - Автоматизированный гидравлический буровой ключ ГКШ-8000 "Тимеркул"

#### **Особенности и преимущества**

- Управление осуществляется с дистанционного пульта бурильщика при помощи ПЛК;
- Высокоточная затяжка, которая значительно продлевает срок службы бурильного инструмента;

- Использование специальной программы для задания профилей труб, которая позволяет вносить значения моментов для последующего быстрого выбора одним нажатием кнопки на операторской панели;
- Управление в автоматическом режиме, так и в ручном когда необходимо выполнять нестандартные операции; Возможность мгновенного отключения в случае аварийной ситуации;
- Дистанционный пульт обеспечивает управления и контроль ключа с различных точек буровой площадки, на расстоянии от потенциальных источников опасности;
- Универсальные челюсти позволяют работать с трубами различных диаметров без замены плашек;
- Уникальный выдвижной манипулятор позволяет регулировать положение ключа по длине и высоте;
- Занимает минимальное пространство на буровой площадке;
- Ключ монтируется на штатное место бурового ключа типа АКБ, без изменения конструкции буровой площадки, что позволяет исключить процедуру согласования по применению;
- Малое число запчастей и легкое обслуживание в ремонте;
- Не уступает, а в некоторых случаях и превосходит зарубежные аналоги.

Таблица 22–Технические характеристики АКБ ГКШ-8000 "Тимеркул"

Параметр	Значение
Крутящий момент спиннера, Нм (кгс·м)	3886 (396)
Минимальный крутящий момент докрепления, Нм (кгс·м)	4000 (408)
Максимальный крутящий момент докрепления, Нм (кгс·м)	80000 (8150)
Максимальный крутящий момент раскрепления, Нм (кгс·м)	116000 (11820)
Диапазон труб, мм.	73-219
Давление нагнетания, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	20 (200)
Давление в линии слива, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	не более 0,5 (5)

Продолжение таблицы 22

Объемная подача в гидроключ, м <sup>3</sup> /с (л/мин)	33,3×10 <sup>-4</sup> (200)
Частота вращения роликов спиннера, об/мин	120
Количество роликов спиннера, шт	4
Вращение вокруг своей оси, градусов	360
Высота центра соединения муфт труб: минимальная, мм максимальная, мм	840 1540
Масса, кг	3000 max
<b>Габаритные размеры, мм</b>	1600x1200x2400

#### 4. Техника безопасности при работе с ключами АКБ

Запрещается:

- производить включение в работу любого механизма ключа, если около него находится человек;
- во время работы кому-либо из рабочих подходить близко к работающим механизмам ключа;
- производить какие-либо подправки «на ходу» в работающем механизме;
- производить работы в случае обнаружения неисправности в механических частях ключа;
- работать при неисправном предохранительном клапане в пневматической линии и давлении в пневмосети выше 0,98 МПа (10 кгс/см<sup>2</sup>);
- работать при неисправной пневматической сети;
- производить спуск колонны в скважину при неполностью отведенном ключе;
- подводить ключ к бурильной колонне до момента ее окончательной посадки на клинья или элеватор;
- подводить ключ к бурильной колонне в момент установки свечи (трубы) в колонну.

Во время эксплуатации все механизмы должны быть закрыты защитными кожухами.

С целью выявления пультов, техническое состояние которых не удовлетворяет требованиям безопасной работы, производить ревизию каждого пульта необходимо не реже одного раза в течение трех месяцев его работы.

## **5. Техническое обслуживание**

Уход за ключом заключается в систематическом осмотре надежности крепления колонны ключа, в проверке исправности пульта управления, в проверке наличия смазки во всех подшипниковых узлах, проверке уровня масла в редукторе ключа и пневмомоторе, в проверке герметичности воздухопроводов и манжет цилиндров. По мере загрязнения ключ должен очищаться от глинистого раствора, в особенности места в челюстедержателях и полозья в каретке.

В процессе эксплуатации запрещается следующее:

- производить работу ключа, если обнаружена какая-либо неисправность как механической, так и в пневматической части ключа; неисправен пульт управления;
- подводить ключ к трубе, если при посадке колонны последние начали пробуксовывать;
- включать пневмомотор, если ключ не плотно прижат нижним упором к трубе;
- работать ключом, если установка челюстей и упоров не соответствует диаметру бурильных замков и обсадных труб.

При эксплуатации необходимо:

- работу ключом производить в полном соответствии с правилами пооперационного включения механизмов ключа пульта управления как при процессах завинчивания и развинчивания бурильных труб, так и при завинчивании обсадных труб;

- периодически спускать конденсат из цилиндров и пневмомотора через специальные для этого отверстия в этих механизмах.

Смазывать ключ нужно в полном соответствии с указаниями, приведенными в карте смазки.



## **4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

Объектом исследования является планирование и формирование бюджета научных исследований для строительства разведочной скважины глубиной 3270 м расположенной в Красноярском крае, это является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения исследований.

Целью раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение является проектирование нормативной карты для строительства разведочной скважины глубиной 3270 м в Красноярском крае.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

1. Произвести расчет норм времени на производимые операции;
2. Спроектировать нормативную карту строительства разведочной скважины;
3. Произвести расчет сметы для строительства разведочной скважины.

### **4.1 Основные направления деятельности ООО «Иркутская нефтяная компания»**

Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) является одним из крупнейших независимых производителей углеводородного сырья в России. Группа компаний ИНК участвует в геологическом изучении, разведке и разработке 41 лицензионных участков недр, в пределах которых расположено 18 месторождений, на территории Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Красноярского края. На объектах компании ведется комплекс геологоразведочных работ, осуществляется добыча углеводородного сырья.

Основными добывающими активами группы компаний ИНК являются Ярактинское, Даниловское, Марковское нефтегазоконденсатные месторождения, Ичёдинское нефтяное месторождение, а также Аянский лицензионный участок недр, включая Западно-Аянское нефтегазоконденсатное месторождение. ИНК ежегодно наращивает темпы добычи углеводородного сырья (УВС) и по этому показателю входит в число лидеров нефтегазовой отрасли России. За последние восемь лет группа компаний увеличила объем добычи УВС в семь раз – с 1,3 млн тонн в 2011 году до 9 млн тонн в 2018.

В составе группы компаний ИНК действует специальное сервисное подразделение ООО «ИНК-Сервис», которое обеспечивает выполнение около 75% объема буровых работ компании. Компания обладает современным буровым и ремонтным оборудованием, использует в своей работе передовые технологии, имеет уникальный опыт по освоению Восточно-Сибирских недр. Для выполнения работ по поиску и разведке УВС на отдаленных объектах привлекаются бригады других подрядных организаций. В течение 2018 года на лицензионных объектах ИНК была задействована 41 буровая установка, из них 24 буровых ООО «ИНК-Сервис» и 17 – других подрядных организаций.

#### 4.1.1 Организационная структура управления предприятием

На рисунке 5 представлена организационная структура ООО «Иркутская нефтяная компания»

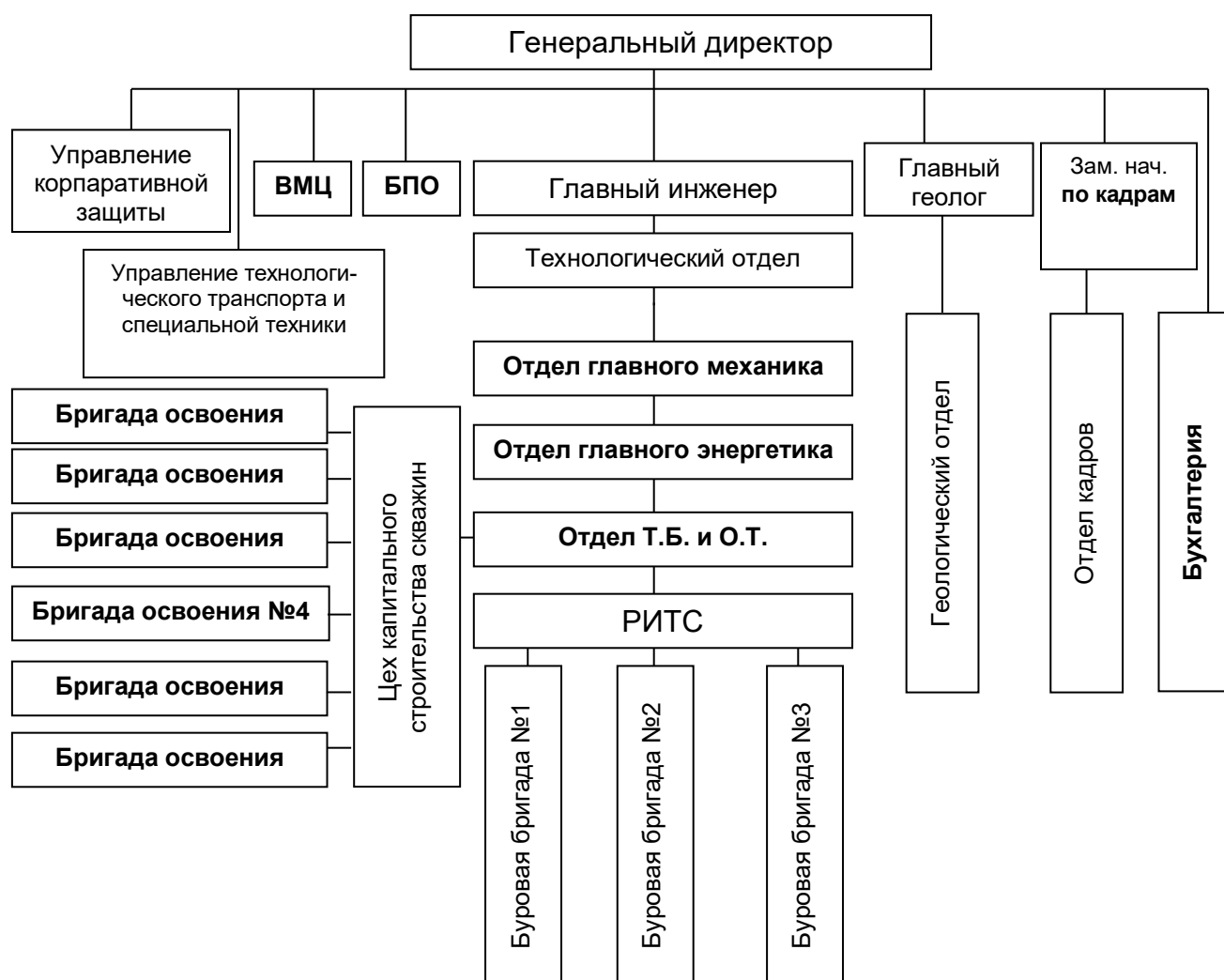


Рисунок 9 – Организационная структура ООО «Иркутская нефтяная компания»

## 4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	3270
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
– под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик	Совмещенный с ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
– направление	d 323,9 мм на глубину 60 м
– кондуктор	d 244,5 мм на глубину 950 м
– эксплуатационная	d 177,8 мм на глубину 3000 м
– хвостовик	d 152,4 мм на глубину 3720 м
Буровая установка	БУ-3900/225-ЭПК БМ
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
– тип и количество, шт.	УНБТ-1180 2 шт
производительность, л/с:	
– в интервале 0–90 м	61,2
– в интервале 90–800 м	61,2
– в интервале 800–2980 м	27,2
– в интервале 2980–3270 м	13,1
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	203–65 м, 178–64 м, 108–48 м,
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 60–950 м	ВЗД-240.7/8.49
– в интервале 950–3000 м	ВЗД-172.7/8.62
– в интервале 3000–3720 м	ВЗД-120.7/8.50
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
– в интервале 0–60 м	127'10
– в интервале 60–950 м	127'10
– в интервале 950–3000 м	127'10
– в интервале 3000–3720 м	89'8
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0–60 м	Ш 393,7М-ЦВ
– в интервале 60–950 м	БИТ 295,3 FD 516 SM
– в интервале 950–3000 м	БИТ 215,9 В 716 У
– в интервале 3000–3720 м	БИТ 152,4 616 Н.10

#### 4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 24 [21,22].

Таблица 24 – Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	90	90	0,027	500
2	90	800	710	0,027	1700
3	800	2980	2180	0,037	3000
4	2980	3270	290	0,057	3300

Нормативное время на механическое  $N$ , ч бурение рассчитывается по формуле 16:

$$N = T \cdot H, \quad (16)$$

где  $T$  – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

$H$  – количество метров в интервале, м.

Нормативное время бурения представлено в таблице 25 [21,22].

Таблица 25 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
90	0,027	2,43
710	0,027	19,17
2180	0,037	80,66
290	0,057	16,53
<b>Итого</b>		<b>118,79</b>

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$  с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 17:

$$n = H / П, \quad (17)$$

где  $H$  – количество метров в интервале;

$П$  – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для всех интервалов расчет производится по формуле 17 и результаты расчета сводятся в таблицу 26 [21,22].

Таблица 26 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
90	500	0,18
710	1700	0,41
2180	3000	0,72
290	3300	0,08
<b>Итого на скважину</b>		<b>1,39</b>

Таким образом в данном разделе рассчитали нормативную проходку на долото по интервалам бурения, нормативное время на механическое бурение равно 118,79 ч.

#### **4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции**

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО  $T_{СПО}$ , с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле 18:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (18)$$

где  $П$  – длина интервала, м;

$n_{сно}$  – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 27 [34,39].

Таблица 27 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0 – 90	393,7	500	11	24	0-60	0,0112	0,67
II	90 – 800	295,3	1700	12	32	60–100	0,0131	0,52
						100–200	0,0144	1,44
						200–300	0,0144	1,44
						300–400	0,0144	1,44
						400–500	0,0153	1,53
						500 –600	0,0156	1,56
						600–700	0,0157	1,57
						700–800	0,0157	1,57
	Итого							11,74
III	800 – 2980	215,9	3000	12	32	800–900	0,0186	1,86
						900–1000	0,0188	1,88
						1000–1100	0,0191	1,91
						1100–1200	0,0197	1,97
						1200–1300	0,0208	2,08
						1300–1400	0,0228	2,28
						1400–1500	0,0231	2,31
						1500–1600	0,0238	2,38
						1600–1700	0,0244	2,44
						1700–1800	0,0247	2,47
						1800–1900	0,0250	2,50
						1900–2000	0,0253	2,53
						2000–2100	0,0254	2,54
						2200–2300	0,0256	2,56
						2300–2400	0,0264	2,64
						2400–2500	0,0276	2,76
						2500–2600	0,0288	2,88
						2600–2700	0,0300	3,00
						2700–2800	0,0312	3,12
						2800–2900	0,0324	3,24
2900–2980	0,0328	3,28						
Итого								52,63
IV	2980-3270	152,4	3300	12	32	2980–3000	0,0329	0,65
						3000-3100	0,0340	3,40
						3100–3200	0,0352	3,52
						3200–3270	0,0364	3,64
Итого								11,21
Всего								76,25

Таким образом произвели расчет нормативного времени на спускоподъемные операции 76,25 ч.

#### **4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей**

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 минуту. Нормативное время составит:

- направление – 3 минуты;
- кондуктор – 23 минуты;
- эксплуатационная колонна – 78 минут;
- хвостовик – 34 минуты.

#### **4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента**

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч, кондуктора – 12 ч, эксплуатационной колонны – 24 ч, хвостовик – 24 ч.

#### **4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки**

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;

- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементировании направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ [21,22] :

Наворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента  $L_c$ , м по формуле 19:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (19)$$

где  $L_k$  – глубина кондуктора, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 90 - 10 = 80 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м ведущая труба (24 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб  $L_T$ , м по формуле 20:

$$L_T = L_c - L_n [34,39], \quad (20)$$

Для направления[21;22].:

$$L_T = 80 - 25 = 55 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле 21:

$$N = L_T / l_c [34,39], \quad (21)$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 55 / 24 = 2,29 \approx 3 \text{ штуки}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 минут

$$T_{нар.} = 2,29 \cdot 2 + 5 = 9,58 \text{ минуты}$$



Для кондуктора:

$$L_c = 800 - 10 = 790 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 790 - 25 = 765 \text{ м}$$

$$N = 765/24 = 31,87 \approx 32 \text{ штуки}$$

$$T_{\text{конд.}} = 32 \cdot 2 + 5 = 69 \text{ минут}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2980 - 10 = 2970 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2970 - 25 = 2945 \text{ м}$$

$$N = 2945/24 = 122,71 \approx 123 \text{ штуки}$$

$$T_{\text{эспл.}} = 123 \cdot 2 + 5 = 251 \text{ минуты}$$

Для хвостовика:

$$L_c = 3270 - 10 = 3260 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 3260 - 24 = 3236 \text{ м}$$

$$N = 3236/24 = 134,83 \approx 135 \text{ штук}$$

$$T_{\text{хв.}} = 135 \cdot 2 + 5 = 275 \text{ минут}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени [21,22]:

$$\Sigma = 9,58 + 69 + 253 + 275 + 4 \cdot (7 + 17 + 42) = 870,58 \text{ минут} = 14,50 \text{ ч.}$$

#### **4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы**

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

#### **4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

#### **4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ**

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [21,22].

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 235,84 часов или 9,83 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:  $T_{\text{общ}} = 235,84 \times 0,066 = 15,56$  ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 235,84 + 15,56 + 25 = 297,455 \text{ ч} = 11,52 \text{ суток.}$$

Нормативная карта вертикальной разведочной скважины представлена в таблице К.1 приложения К [21,22].

### **4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины**

#### **4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины**

Проектная продолжительность  $T_{np}$ , ч определяется по формуле 22 [21,22,39]:

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad 235,84 \cdot 1,07 = 252,35, \quad (22)$$

где  $T_n$  – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$k$  – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всн} + t_p}, \quad (23)$$

где  $\Delta t$  – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{np}$ ,  $t_{кр}$ ,  $t_{всп}$ ,  $t_p$  – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах Л.1 и Л.2 [21,22] приложения Л.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,29	2,37	0,09
кондуктор	37,62	40,23	1,68
эксплуатационная колонна	127,97	131,16	5,46
хвостовик	67,96	75,12	3,13
Крепление:			
направление	4,56	4,87	0,20
кондуктор	18,0	19,26	0,80
эксплуатационная колонна	31,4	33,59	1,39
хвостовик	17,4	19,61	0,81
Итого	307,2	326,21	18,57

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Л.3 приложения Л.

Таким образом в ходе выполнения данного раздела, получил результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин, представленные в приложении Л.

#### 4.4 Расчет технико-экономических показателей

Задачей раздела является расчет технико-экономических показателей.

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проходки скважины:

а) по формуле 24 механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H / T_M [34,39], \quad (24)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$T_M$  – время механического бурения, ч.

$$V_M = 3270 / 146,24 = 22,4 \text{ м/час};$$

б) по формуле 25 рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}) [34,39], \quad (25)$$

где  $T_{сно}$  – время спускоподъемных операций, ч

$$V_p = 3270 / (146,24 + 76,25) = 14,7 \text{ м/час};$$

в) по формуле 26 коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (26)$$

где  $T_H$  – нормативная продолжительность бурения скважин, ч

$$V_K = 3270 \cdot 720 / 307,2 = 8719 \text{ м/ст.мес};$$

г) по формуле 27 проходка на долото  $h_d$ , м [34.39]

$$h_d = H / n, \quad (27)$$

где  $n$  – количество долот;

$$h_d = 3270 / 3,10 = 1054,8 \text{ м}.$$

Себестоимость одного метра строительства скважины находим по формуле 28 [39]:

$$C_{clm} = (C_{см} - П_n) / H, \quad (28)$$

где  $C_{см}$  – сметная стоимость строительства скважины, рублей;

$П_n$  – плановые накопления, рублей

$$C_{clm} = (150190044 - 39488) / 3270 = 45917 \text{ рублей}.$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 29.

Таблица 29 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3270
Продолжительность бурения, суток	18,57
Механическая скорость, м/ч	22,4
Рейсовая скорость, м/ч	14,7
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	8719
Проходка на долото, м	1054,8
Стоимость одного метра	45917

**Выводы по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение:**

1. Общее время механического бурения составит 235,84 часов или 9,83 суток. При расчете нормативной продолжительности строительства скважины с учетом всех видов работ, было рассчитано что на реализацию данного проекта необходимо 11,52 суток.

2. Спроектирована нормативная карта строительства скважины, которая показана в приложении К, она позволяет определить нормативную продолжительность работ, на карте указаны затраты времени на каждый вид работ, которые должны быть выполнены при бурении. В ходе проведенных расчетов определена сметная стоимость строительства скважины – 45917 рублей за один метр строительства скважины

3. Произвели сметный расчет на крепление и бурение скважины, производится расчет технико-экономических показателей, таких как механическая скорость, рейсовая скорость, коммерческая скорость, проходка на долото, сметная стоимость. Данные расчеты внесены в таблицу 29. Произведены расчеты норм времени на производимые операции, такие как: нормативное время на СПО, установку центрирующих фонарей, ожидание затвердевания цемента, время на разбуривание цементной пробки, вспомогательные и ремонтные работы.

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

Первопричиной всех травм и заболеваний, связанных с процессом труда, является неблагоприятное воздействие на организм занятого трудом человека тех или иных факторов производственной среды и трудового процесса. Это воздействие, приводящее в различных обстоятельствах к различным результирующим последствиям, зависит от наличия в условиях труда того или иного фактора, его потенциально неблагоприятных для организма человека свойств.

В соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» объекты нефтегазового комплекса относятся к опасным производственным объектам (ОПО). В целях обеспечения производственной безопасности на предприятиях Нефтяной промышленности необходимо предпринимать меры по предупреждению и снижению влияния опасных и вредных производственных факторов.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются такие вопросы как: правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности; производственная безопасность; экологическая безопасность.

Основной целью является выявление возможных вредных и опасных факторов на производстве, а также анализ воздействия предполагаемых источников загрязнения на окружающую среду, возникающих в результате реализации проекта на строительство скважины.

### **5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр

в установленном порядке в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 264; 298 ТК РФ).

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты – ст. 219 ТК РФ. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Рабочий несет ответственность за:

- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
- выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаробезопасности и электробезопасности;
- качественное выполнение работ;
- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Согласно приказу №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015 г. перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных

факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

Все работники обязаны пройти инструктаж по технике безопасности: знать меры при возникновении ЧС, расположение первичных средств пожаротушения, план эвакуации и нахождение кнопок оповещения.

## 5.2 Производственная безопасность

Таблица 30 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	+	+	+	ПОТ Р М-012-2000-Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте
2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91-оборудование производственное. ГОСТ 12.4.011-89- средства защиты работающих. ГОСТ 12.2.062-81- оборудование производственное ГОСТ 12.4.026-2001-цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная
3. Пожаровзрывобезопасность		+	+	ГОСТ 12.1.004-91-пожарная безопасность
4. Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-79-электробезопасность
5. Превышение уровней вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004-вибрационная безопасность ГОСТ 31192.2-2005-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека ГОСТ 31319-2006-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека
6. Превышение уровней шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014-шум ГОСТ 17.2.2.03-87-атмосфера
7. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СНиП 23-05-95- естественное и искусственное освещение ГОСТ 12.1.005-88- общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны СанПиН 2.2.4.548-96- Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений



### **5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению**

#### ***Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)***

Согласно ПОТ Р М-012-2000 к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте, при этом основным средством, предохраняющим работников от падения, является предохранительный пояс.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

#### ***Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования***

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91, здесь описываются такие требования как:

- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;
- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета. [29]

### ***Пожаровзрывобезопасность***

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества. [28]

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принимать меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91. [28]

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91: огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з)-2 шт.; ведро пожарное-2 шт.; багры-3 шт.; топоры-3 шт.; ломы-3 шт.; ящик с песком, 0,2 м<sup>3</sup>-2 шт.

### ***Электробезопасность***

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи.

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

Поражение электрическим током может произойти в следующих случаях:

1. прикосновение к изолированным токоведущим частям установки;
2. прикосновение к двум точкам земли, имеющим разные потенциалы; освобождение другого человека из-под напряжения.

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами по ГОСТ 12.1.019-79 [9].

### ***Превышение уровней вибрации***

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004. [27]

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий

работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы: - использование машин с меньшей виброактивностью; - использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека; - использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований; - проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;

- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;

- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. [27]

### ***Превышение уровней шума***

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие

шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014. [26]

### ***Недостаточная освещенность рабочей зоны***

Освещенность - важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление, сохраняет высокую работоспособность. Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прикладываемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.2.4.548–96.

## **5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия**

### ***Мероприятия по охране атмосферного воздуха***

На основании проведенной оценки воздействия намечаемой деятельности на атмосферный воздух целесообразны следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха от химического воздействия: 1. Выбор местоположения объекта с соблюдением архитектурно-планировочных решений.; 2. Контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники в расчетных пределах.; 3. Двигатели автомобилей и специальной техники на время простоев должны быть заглушены.; 4. Допуск к эксплуатации машин и механизмов в ис-

правном состоянии, эксплуатация в строгом соответствии с техническими инструкциями: ГОСТ 17.2.2.03-87.; 5. Необходимо предусмотреть дегазацию объекта.

### ***Мероприятия по обращению с отходами***

Разработаны следующие мероприятия по обращению с отходами на периоды строительства и эксплуатации объекта: - организованный сбор и утилизация отходов производства и потребления на период строительства и при эксплуатации объекта; - при вводе объекта после строительства в эксплуатацию - заключение договора на утилизацию и вывоз опасных отходов. - организация мест временного хранения отходов в соответствии с санитарными требованиями и нормами, для исключения загрязнения почвы, поверхностных вод, атмосферного воздуха; - своевременная утилизация отходов с территории проектируемого объекта в целях недопущения захламления территории.

### ***Мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций на объектах***

При эксплуатации объекта может возникнуть множество аварийных ситуаций, связанных с производственным процессом. Основные блоки аварийных ситуаций: аварии, связанные с незначительным воздействием на окружающую среду и производственными травмами; - горение отходов. В случае горения максимальный вред будет нанесен атмосферному воздуху как основной транспортирующей среде. Для тушения пожаров на объектах используют огнетушители. Большие возгорания тушат средствами противопожарной безопасности, пожарными машинами или насосами из пожарных резервуаров.

При эксплуатации объекта возможно возникновение следующих аварийных ситуаций: пролив ГСМ; аварии автотранспорта; другие ситуации, связанные с производственными травмами. Профилактика аварийных ситуаций, связанных с производственными травмами производится путем проведения регулярных слушаний по технике безопасности среди работников. При проливе ГСМ рекомендуется: - оценить масштаб пролива и требуемое количество человек для его ликвидации; локализовать разлив, если он значительный и распространяется по

рельефу; приступить к ликвидации путем засыпки пятна разлива имеющимся на полигоне грунтом.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### ***Влияние на литосферу***

В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах (городах, поселках). При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа. Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву; сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях; после сооружения всех скважин на кусте необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы; необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

#### ***Влияние на гидросферу***

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников; очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики); контроль за герметичностью амбара; предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты; строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию



водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора; создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

### ***Влияние на атмосферу***

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль (растительного и вулканического, космического происхождения), туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной, дорожной техники, выбросы вредных веществ предприятиями, заводами. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух, на производстве фильтрующие элементы и их утилизацию согласно экологическим нормам.

### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В зоне расположения проектируемого объекта и места строительства скважины (Красноярский край) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При появлении первых признаков газонефтеводопроявления необходимо срочно принимать меры по их ликвидации. Во-первых, нужно прекратить добычу нефти из проблемной скважины, а, во-вторых, для предупреждения осложнений от ГНВП и на соседних скважинах при наличии интенсивной разработки нефтеносного пласта. При обнаружении ГНВП вахта должна выполнить герметизацию устья, ствола и канала скважины, а также информировать о ситуации руководство. После подтверждения факта газонефтеводопроявления вызывается спецбригада по его устранению. К работам по устранению ГНВП допускают только рабочих и специалистов, которые прошли специальное обучение и подготовку по спецкурсу.

Ликвидация ГНВП производится с применением спецоборудования, которое позволяет спустить в ствол бурильные трубы в условиях высокого давления. С целью приостановки газонефтеводопроявления одновременно создаётся оптимальное выравнивающее давление в стволе, равное или превышающее пластовое.

Если при спуске оборудования вследствие газонефтеводопроявления возникает фонтанирование, то принимаются меры по его глушению в соответствии с аварийным расписанием. Для этого дополнительно потребуется привлечение представителей органов по технадзору.

Для перекрытия скважины при газонефтеводопроявлении применяется баритовая пробка, создающая непроницаемый экран в пластах и позволяющая установить над ней цементный мост. Если ГНВП вскрывается при работе двух насосов, то предусматривают их работу из одной ёмкости либо с установленными запорными устройствами между двумя емкостями.

В данной работе мы проанализировали основные опасные и вредные факторы при строительстве разведочной скважины глубиной 3370 метров в Красноярском Крае, такие как: расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли; движущиеся машины и механизмы про-

изводственного оборудования; пожаровзрывобезопасность; электробезопасность; превышение уровней вибрации; превышение уровня шума; перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; разработка действий в результате возникшей ЧС и мере по ликвидации её последствий; пожаровзрывобезопасность.

Предложенные средства индивидуальной и коллективной защиты минимизируют риски получения травм и нанесения вреда здоровью персоналу с приведёнными факторами. Уделено внимание возможным источникам загрязнения окружающей среды и природоохранным мероприятиям для обеспечения ее экологической безопасности, сохранению природных ресурсов и залежей. Были приведены особенности трудового законодательства относящихся к данному проекту. Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

Был разработан порядок действий в результате возникновения ЧС и меры по ликвидации ее последствий.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В выпускной квалификационной работе согласно геологическим данным, требования безопасности в нефтяной и газовой промышленности произведено проектирования технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3270 м на нефтяном месторождении с предполагаемым дебитом 110 м<sup>3</sup>/сут.

В технологическом разделе произведены все расчёты, требуемые для проектирования конструкции скважины, а именно: выбор и обоснование конструкции скважины, обоснование и расчёт профиля скважины, разработаны данные по её углублению, спроектированы процессы закачивания и цементирования скважины, расчёт избыточных давлений, и произведён выбор буровой установки.

В специальной части был рассмотрен вопрос о автоматических буровых ключах и об особенностях АКБ ГКШ-8000.

В разделе финансовый менеджмент была рассчитана нормативная карта строительства скважины, а также полная сметная стоимость строительства скважины.

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н.
2. Трудовой кодекс РФ.
3. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015г.
4. ПОТ Р М-012-2000-Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.
5. ГОСТ 12.2.003-91-оборудование производственное.
6. ГОСТ 12.4.011-89- средства защиты работающих.
7. ГОСТ 12.2.062-81- оборудование производственное.
8. ГОСТ 12.4.026-2001-цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная.
9. ГОСТ 12.1.004-91-пожарная безопасность.
10. ГОСТ 12.1.019-79-электробезопасность.
11. ГОСТ 12.1.012-2004-вибрационная безопасность.
12. СНиП 23-05-95- естественное и искусственное освещение.
13. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
14. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
15. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
17. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005. – 75 с.

18. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра - Бизнес-центр», 2000. – 262 с.
19. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
20. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шамапов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
21. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
23. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
24. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
25. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.
26. Книга инженера по растворам – Москва 2006 г.
27. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
28. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
29. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
30. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.

31. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
33. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 2004 – 187 с.
34. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007. – 264 с.
35. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
36. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.
37. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
38. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов / А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
39. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с. : ил. – (Высшее нефтегазовое образование) . – Библиогр.: с. 365.
40. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования»– Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

41. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.

42. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

43. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

44. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

45. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.



## Приложение А

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	150	Четвертичные+ Палеогеновые отложения	Q - P1-2	1,40
150	380	Танамская свита	K2m	1,40
380	760	Верхнечасельская подсвита	K2cp	1,40
760	885	Нижнечасельская подсвита	K2m-K2k	1,30
885	1070	Кузнецовская свита	K2t-cn	1,30
1070	2050	Покурская свита	K1a-al-K2s	1,30
2050	2700	Малохетская свита	K1g-br-a	1,30
2700	3270	Суходудинская свита	K1v-g	1,20

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфи- ческого подразделе- ния	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки. (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	6
Q - P <sub>1-2</sub>	0	760	Чередование глин, песков, супесей, суглинков Глины известковистые, кремнистые, прослоями опоковидные, с прослоями мергелей, песчаников и алевролитов, с включениями глауконита
K <sub>2m</sub> -K <sub>2k</sub>	760	885	Переслаивание глин, песчаников, алевролитов, включения зёрен глауконита.
K <sub>2t</sub> -cn	885	1070	Неравномерное переслаивание пропластков, пластов и пачек песчаников, глин и алевролитов
K <sub>1a</sub> -al-K <sub>2s</sub>	1070	2050	Чередование песчаных пластов с глинистыми пачками, сложенными аргиллитами и алевро- литами
K <sub>1g</sub> -br-a	2050	2700	Чередование песчаных пластов с малопротяженными глинистыми пачками, сложенными аргиллитами и алевролитами
K <sub>1v</sub> -g	2700	3270	Переслаивание песчаников, глинистых и карбонатных алевролитов и глин

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород и их состояние по разрезу скважины

Индекс стра- тигра- фиче- ского под- разде- ления	Интервал		Краткое название горной по- роды	Минеральная плотность, кг/м <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/см <sup>2</sup>	Расслоенность, %	Абразивность	Категория породы промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q-P <sub>1-2</sub>	0	760	торфяники пески, супеси, суглинки, глины	1,92- 1,98	-	-	20-80	0-2	-	-	II-III	мерзлые до 400 м, мягкие
K <sub>2m</sub> - K <sub>2k</sub>	760	885	аргилиты, глинистые алевролиты, опоки	1,92- 1,94	-	-	90	1-2	20-75	-	II-IV	мягкие
K <sub>2t</sub> -cn	885	1070	глины, глинистые алевролиты, опоки	1,92- 1,94	-	-	90	1-2	29-184	-	IV-VIII	мягкие, средние
K <sub>1a</sub> -al- K <sub>2s</sub>	1125	2050	глина, песчаник, алевролиты	1,97- 2,08	-	-	30	1-5	29-184	-	IV-VIII	мягкие, средние
K <sub>1g</sub> - br-a	2050	2700	песчаники, аргелиты, алевролиты	1,97- 2,08	-	-	30	1-5	29-184	-	IV-VIII	мягкие, средние
K <sub>1v</sub> -g	2700	3270	глины, аргелиты, алевролиты	1,97- 2,08	-	-	30	1-5	14-234	-	IV, VI-IX	средние, твердые

## Приложение Б

Таблица Б.1 – Результат расчета параметров забойного двигателя по интервалам бурения [35]

Интервал	0–90	90–800	800–298	2980–3270
Исходные данные				
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1524
$K$	0,65	0,6	0,5	0,4
$K_k$	1,3	1,38	1,25	1,2
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,12	0,13	0,11
$V_m$ , м/с	0,011	0,008	0,005	0,0041
$d_{бт}$ , м	0,127	0,127	0,089	0,089
$d_{мах}$ , м	0,393	0,295	0,215	0,152
$d_{нмах}$ , м	0,015	0,0127	0,019	0,007
$n$	3	5	5	4
$V_{кмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$ , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,15	0,15	0,15
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,25	1,14	1,12	1,13
$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	1,5	2,26	2,3	2,7
Результаты проектирования				
$Q_1$ , л/с	78	40	18	6
$Q_2$ , л/с	81	52	18	5
$Q_3$ , л/с	93	75	45	12
$Q_4$ , л/с	68	46	23	4
$Q_5$ , л/с	26	47	45	46
$Q_6$ , л/с	-	35–75	20–40	10–20

Таблица Б.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора [35]

Интервал	0–90	90–800	800–2980	2980–3270
Исходные данные:				
$Q_1$ , л/с	78	40	18	6
$Q_2$ , л/с	81	52	18	5
$Q_3$ , л/с	93	75	45	12
$Q_4$ , л/с	68	46	23	4
$Q_5$ , л/с	26	47	45	46
$Q_6$ , л/с	-	35-75	20-40	10-20
Области допустимого расхода бурового раствора				
$\Delta Q$ , л/с	68-93	40–75	18–45	4–12
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q$ , л/с	64	49	29	15
Дополнительные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)				
$Q_{тн}$ , л/с	-	49	29	15

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 66 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 49 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 29 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 15 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированные параметры расхода бурового раствора обеспечены буровым насосом УНБТ-1180 так, как в данном исполнении он является частотно регулируемым.

## Приложение В

Таблица В1 – КНБК для бурения секции под направления (0–90 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соедине- ния (верх)	
Бурение под направление (0-90м)							
1	Долото 393,7 Ш 393,7 М-ЦВ	0,41	393,7	-			0,15
					3-177	Ниппель	
2	Переводник М-171/177	0,42	201	177	3-177	Муфта	0,07
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 203х80	24	203	80	3-171	Ниппель	4,60
					3-171	Муфта	
4	КЛС-393,7 СТ (КЛ, КП)	1,46	393,7	-	3-171	Ниппель	0,45
					3-171	Муфта	
5	Переводник ПЗ – 133/171	0,53	203	105	3-171	Ниппель	0,061
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ПК 140х11 Д	46,68	140		3-147	Ниппель	1,56
					3-147	Муфта	
8	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
9	Ведущая труба ТВКП-140	16	140	100	3-147	Ниппель	1,8
					3-171	Муфта	
Суммарный вес,т.							8,87

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (90–800 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под кондуктор (90-800м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 419 У.	0,4	295,3	-			0,08
					3-152	Ниппель	
2	Наддолотный ка- либратор 8КС 295,3 КС	0,85	295,3	90	3-152	Муфта	0,35
					3-152	Ниппель	
3	ВЗД ДР-240.5000.56	9	240	-	3-152	Муфта	1,851
					3-171	Муфта	
4	Переливной кла- пан RV-240	6,8	225	70	3-171	Ниппель	1,87
					3-171	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-203	0,77	203	80	3-171	Ниппель	0,115
					3-171	Муфта	
6	УБТ УБТ 203х80 Д	18	203	80	3-171	Ниппель	3,45
					3-171	Муфта	
7	Переводник ПЗ-133/171	0,53	127	76,3	3-171	Ниппель	0,064
					3-133	Муфта	
8	Ясс 172 RDT-2НМ-172	6,51	170	70	3-133	Ниппель	0,64
					3-133	Муфта	
9	Переводник ПЗ-133/171	0,53	127	76,3	3-133	Ниппель	0,064
					3-171	Муфта	
10	УБТ УБТ 203х80 Д	18	203	80	3-171	Ниппель	3,45
					3-171	Муфта	
11	Переводник ПЗ-171/133	0,53	127	76,3	3-171	Ниппель	0,064
					3-133	Муфта	
12	Бурильная труба ПК 127х9 Д	721,1	127	76,3	3-133	Ниппель	19,25
					3-133	Муфта	
13	Рабочий перевод- ник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
14	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
15	Ведущая труба ТВКП-140	16	140	100	3-147	Ниппель	1,8
					3-147	Муфта	
Суммарный вес,т							33,70

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800–2980 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (800-2980м)							
1	Долото БИТ 215,9 ВТ 713	0,4	215,9	-			0,04
					3-117	Ниппель	
2	ВЗД Д5-172	5,63	172	-	3-117	Муфта	0,61
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КО-172	0,63	172	66	3-147	Ниппель	0,074
					3-147	Муфта	
4	Переводник П-147/133	0,53	178	82	3-147	Ниппель	0,045
					3-133	Муфта	
5	КЛС-215,9 СТ	0,585	215,9	70	3-133	Ниппель	0,054
					3-133	Муфта	
6	Переводник П-133/147	0,51	172	70	3-133	Ниппель	0,059
					3-147	Муфта	
7	УБТ УБТ 178	18	108	45	3-147	Ниппель	3,14
					3-147	Муфта	
8	ЯГ-165	6,2	165	50	3-147	Ниппель	0,3
					3-147	Муфта	
9	УБТ УБТ 178	36	108	45	3-147	Ниппель	6,28
					3-147	Муфта	
10	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
11	ТБПК-127*9,19	2881,49	127	107	3-133	Ниппель	91,2
					3-133	Муфта	
12	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
13	КШЦ-178	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
14	Переводник П-147/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
15	ВБТС	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6
Суммарный вес,т							105,58



Таблица В.4 – КНБК для бурения секции под хвостовик (3000–3720 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под хвостовик (2980-3370)							
1	Долото БИТ152,4 В 713 Н	0,35	152,4	-	3-88	Ниппель	0,019
2	Переводник ПЗ-88/102	0,4	118	58	3-88	Ниппель	0,024
					3-102	Муфта	
3	Калибратор КЛС-152,4 СТ	0,2	152,4	60	3-102	Ниппель	0,27
					3-102	Муфта	
4	ВЗД ДР-127	6,45	127	-	3-102	Муфта	0,4
					3-102	Муфта	
5	Обратный клапан КО-127	0,5	127	10	3-102	Ниппель	0,056
					3-102	Муфта	
6	Переводник ПЗ-102/88	0,4	120	40	3-102	Ниппель	0,024
					3-88	Муфта	
7	УБТ УБТ 108х46 Д	18	108	45	3-88	Ниппель	1,134
					3-88	Муфта	
8	ЯСС ЯГ-122	2,07	122	40	3-88	Ниппель	0,16
					3-88	Муфта	
9	УБТ УБТ 108х45 Д	36	108	45	3-88	Ниппель	2,268
					3-88	Муфта	
10	переводник ПЗ-88/101	0,4	108	58	3-88	Ниппель	0,024
					3-101	Муфта	
11	СБТ 89х9 Д	3276,58	89	60	3-101	Ниппель	66,84
					3-101	Муфта	
12	переводник ПЗ-118/101	0,2	146	60	3-101	Ниппель	0,030
					3-118	Муфта	
13	Шаровый кран КШЗ-118	0,4	140	50	3-118	Ниппель	0,040
					3-118	Муфта	
14	ВБТ-108	28	108	83	3-118	Ниппель	3,616
	Суммарный вес, кг						74,90

Таблица В.5 – КНБК для отбора керна (3195–3235 м)

Бурение под хвостовик с отбором керна (3195-3235м)							
1	БИТ 151/80 В 613.01	0,234	151	80			0,01
					3-88	Ниппель	
2	Снаряд керноотборный СК-136/80 "ТРИАС"	18,83	127	80	3-88	Муфта	2,300
					3-150	Ниппель	
3	Переводник ПЗ – 117/150	9	240	-	3-150	Муфта	0,025
					3-147	Муфта	
7	УБТС 1-178 Д	24	178	80	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
8	Переводник ПЗ – 133/147	0,5	178	100	3-147	Ниппель	0,051
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ПК 127х13 Д	1000	127	76,3	3-133	Ниппель	31,640
					3-133	Муфта	
10	Ясс ЯГ4-170	5,76	170	70	3-133	Ниппель	0,6
					3-133	Муфта	
11	Бурильная труба ПК 127х13 Д	3054,39	127	76,3	3-133	Ниппель	96,640
					3-133	Муфта	
12	Рабочий переводник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
13	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
14	Ведущая труба ТВКП-140	16	140	100	3-147	Ниппель	1,8
					3-171	Муфта	
Суммарный вес,т							138,805

## Приложение Г

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3270 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце ин- тервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	90	90	393,7	-	1,40	15,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =1,24
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =16,03
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =0,4
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>1</sub> = 36,6
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>бр</sub> =54,3
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев1</sub> =14,66
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце ин- тервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
90	800	710	295,3	306,9	1,40	74,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =7,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =46,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =3,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> =151,9
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =209,6
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев1</sub> =14,66
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>2</sub> =195
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев2</sub> =59,4

Продолжение таблицы Г.1

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце ин- тервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
800	2980	2180	215,9	228,7	1,30	136,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =15,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =104,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =10,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>з</sub> =279,1
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =409,6
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев2</sub> =111,6
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>з'</sub> =298
Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце ин- тервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
2980	3270	290	152,4	158,2	1,20	64,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =1,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =3,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =1,4
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>4</sub> =135,8
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =141,9
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев3</sub> = 0
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>4'</sub> =141,9

Таблица Г.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
		направление		кондуктор		экспл. колонна		хвостовик		ИТОГО	
	кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25 (мешок)	14,2	1	116,7	5	119,9	5	88,8	4	339,6	14
Кальцинированная сода	25 (мешок)	14.2	1	116,7	5	119,9	5	88,8	4	339,6	14
Глинопорошок	1000 (мешок)	3135	4	11170	12	14685	15			28990	29
Барит	1000 (мешок)	7267	8	25691	26	33775	34			66723	67
Полиакриламид	25 (мешок)			111,7	5	293,7	12			405,4	17
SAPP	25 (мешок)	5.7	1	46.6	2	67	2			119.3	5
ПАЦ НВ	25 (мешок)			700,2	28	1468,5	59			2168,7	87
ПАЦ ВВ	25 (мешок)			116.7	5	466	18.6			582.7	24
Ингибитор DRILLING DETERGENT	210 (бочка)			223,4	2	293,7	2			517,1	3
Ксантановая смола	25 (мешок)							213,2	9	213,2	9
KCL	1000 (мешок)							10656	11	10656	11
Крахмал (DEXTRID LT)	25 (мешок)							2841,6	113	2841,6	113
Смазочная добавка BDF-612	208 (бочка)							3552	18	3552	18
Карбонат кальция 5 мкр	1000 (мешок)							13320	14	13320	14
Карбонат кальция 50 мкр	1000 (мешок)							13320	14	13320	14
Бактерицид MICROBIOSIDE	20(канистра)							88,8	5	88,8	5
Пеногаситель BDF-611	220 (бочка)							88,8	1	88,8	1

## Приложение Д

Таблица Д.1 – гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно- логи- ческой операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатывае- мая на долоте, л.с./дм²
от (верх)	до (низ)					кол- во	диаметр		
Под направление									
0	90	Бурение	0,388	0,05	Периферийная	3	16	101,5	2,98
Под кондуктор									
90	800	Бурение	0,735	0,08	Периферийная	5	13	92,2	4,49
Под эксплуатацилнную колонну									
800	2980	Бурение	0,779	0,07	Периферийная	5	9	85,5	3,27
Под хвостовик									
2980	3270	Бурение	0,815	0,07	Периферийная	5	6	93,2	5,19
Отбор керна									
3195	3235	Отбор керна	0,739	0,07	Периферийная	5	6	93,2	4,94

Таблица Д.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	90	Бурение	УНБТ – 1180	2	100	160	245	0,85	125	30,6	61,2
90	800	Бурение	УНБТ – 1180	2	100	160	245	0,85	125	30,6	61,2
800	2980	Бурение	УНБТ – 1180	1	90	150	280	0,85	125	27,2	27,2
2980	3270	Бурение	УНБТ – 1180	1	90	140	326	0,85	71	13,52	13,52
3115	3235	Отбор керна	УНБТ – 1180	1	90	140	293,4	0,85	69	13,14	13,14

Таблица Г.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	90	Бурение	86,9	67,5	0	9,3	0,1	10
90	800	Бурение	190,6	57,3	65,2	56,1	2,0	10
800	2980	Бурение	183,3	50,1	69,9	40	14,6	8,7
2980	3270	Бурение	325,2	76	73,9	124,3	47,9	3,1
3115	3235	Отбор керна	243,4	82,1	0	111	47,5	2,9



## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица Е.1 – Технические характеристики бурового ключа АКБ-3М2.

Буровой ключ	АКБ-3М2	АКБ-3М2.Э2
Условный диаметр свинчиваемых (развинчиваемых) труб (при максимальном допустимом износе бурильных замков — 9 мм), мм:		
- бурильных	108—216	105—216
- обсадных	114—194	
Привод вращателя	поршневой пневмотор	электродвигатель 3х380 В, 50 Гц
Частота вращения трубозажимного устройства, об/мин:		
- на первой скорости	—	36
- на второй скорости	—	72
- максимальная	60—105	—
Крутящий момент, при свинчивании (развинчивании), кНм:		
- на первой скорости, не менее	—	1,25
- на второй скорости, не менее	—	2,5
- максимальный (при двух-трех докреплениях)	30	
Мощность привода, кВт	13	15/7,5
Длина хода блока ключа, мм	1000	
Давление воздуха в сети (у пульта управления), МПа	0,7—0,9	
Объемный расход воздуха, м <sup>3</sup> /цикл	1,2	0,2
Габаритные размеры, мм:		
- блока ключа с кареткой и колонной	1730x1013x2388	1730x1020x2700
- пульта управления	790x430x1320	870x430x1320
- станции управления	—	700x650x1600
Масса ключа, кг, не более	2700	3300

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица К.1 – Нормативная карта вертикальной разведочной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш 393,7 М-ЦВ	470	0,13	0–60	60	0,027	1,62	0,67	2,29
Бурение под кондуктор	PDC 295,3 FD 516 SM	820	1,08	60–950	890	0,027	24,03	13,59	37,62
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 215,9 В716 У	1300	1,57	950–3000	2150	0,037	79,55	48,42	127,97
Бурение хвостовик		750	0,96	3000–3720	720	0,057	41,04	26,92	67,96
Всего			3,74		3720		146,24	89,60	235,84
Крепление:									
– направления									3,56
– кондуктора									16,0
– эксплуатационная									32,4
– хвостовик									35,3

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов									
– направления			3						0,3
– кондуктора			23						0,23
– эксплуатационная			78						0,78
– хвостовик			34						0,34
ОЗЦ:									4,0
– направления									12,0
– кондуктора									24,0
– эксплуатационная									24,0
– хвостовик									
Разбуривание цемент-				50–60					1,06
ной пробки (10 м)				940–950					2,12
– направления				2990–3000					3,42
– кондуктора				3710–3720					5,42
– эксплуатационная									
– хвостовик									0,05
Промывка скважины									0,11
(1 цикл)									0,50
– направления									0,52
– кондуктора									
– эксплуатационная									
– хвостовик									
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0

Окончание таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прочие вспомогательные ра- боты, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение сква- жины (без учета норм времени на геофизиче- ские работы)									411,49
Ремонтные работы (3,3 %)									13,58
Общее время на скважину									450,07

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Таблица Л.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,08	11,0552	1,38	190,7022	5,46	754,5174	1,18	163,0642
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экпл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,08	1,592	1,38	27,462	5,46	108,654	1,18	23,482
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,08	2,2136	1,38	38,1846	5,46	151,0782	1,18	32,6506
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,08	0,6032	1,38	10,4052	5,46	41,1684	1,18	8,8972
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экпл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,08	20,2288	1,38	348,9468	5,46	1380,616	1,18	298,3748

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,08	2,2808	1,38	39,3438	5,46	155,6646	1,18	33,6418
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,08	0,556	1,38	9,591	5,46	37,947	1,18	8,201
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.	1317	1,2	1580,4	0,08	105,36	1,38	1817,46	5,46	7190,82	1,18	1554,06
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,38	1177,54	5,46	4658,963	1,18	1,006,882
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,08	1,2896	-	-	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,38	340,3356	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель),	370,35	-	-	-	-	-	-	5,46	2022,111	-	-

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,08	1,8576	1,38	32,0436	5,46	126,7812	1,18	27,3996
Плата за подключен- ную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,08	11,1112	1,38	191,6682	5,46	758,3394	1,18	163,8902
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовитель- ных работах к буре- нию, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,08	8,0672	1,38	139,1592	5,46	550,5864	1,18	118,9912
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,08	0,712	1,38	12,282	5,46	48,594	1,18	10,502
Эксплуатация трак- тора, сут	33,92	4	135,68	0,08	2,7136	1,38	46,8096	5,46	185,2032	1,18	40,0256
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,08	8,032	1,38	138,552	5,46	548,184	1,18	118,472
Транспортировка ва- гон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-	-	-
Амортизация ва- гон-домидомиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,08	13,5432	1,38	233,6202	5,46	924,3234	1,18	199,7622

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,08	1,1936	1,38	20,5896	8,48	81,4632	1,18	17,6056
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-	-	-
BDF-612, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076	0,54	175,3596
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	0,06	1,0998	0,06	1,0998
SAPP, т	916	-	-			0,42	384,72	0,42	384,72	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64	0,53	173,84
Барит, т	320	-	-	0,62	198,4	0,82	262,4	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444	1,25	40,575



Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Транспортировка тур- бобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359	0,62	15,8286
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2	-	-	44,21	1214,007
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	-	-	-	-
Итого затрат завися- щих от времени, без учета транспорни- ровки вахт, руб		8266,35	2278,1	10660,45	21242,06						
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>											
Ш 393,7 М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-	-	-
PDC 295,3 FD 516 SM	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-	-	-
PDC 215,9 B716 У	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512	-	-
PDC 152,4 BT 616 Н.10	964,9	-	-	-	-	-	-	0,68	792,132	0,47	453,503
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04	107	166,92

Окончание таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657	19,2	94,272
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	5,28	1	5,28	1	5,28	1	5,28	-	-	1	5,28
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0	169,944	747,883	5979,951							
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35	2448,044	11408,33	27222,01							
Всего по сметному расчету, руб	49344,73										

Таблица Л.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,20	27,638	0,80	110,552	1,39	192,0841	1,19	164,4461
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,20	3,98	0,80	15,92	1,39	27,661	1,19	23,681
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,20	5,534	0,80	22,136	1,39	38,4613	1,19	32,9273
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,20	1,508	0,80	6,032	1,39	10,4806	1,19	8,9726
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,20	50,572	0,80	202,288	1,39	351,4754	1,19	336,6034
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,20	5,702	0,80	22,808	1,39	39,6289	1,19	33,9269
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,20	1,39	0,80	5,56	1,39	9,6605	1,19	8,2705

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,20	263,4	0,80	1053,6	1,39	1830,63	1,19	1567,23
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,20	273,6	0,80	1094,4	1,39	1901,52	1,19	1627,92
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,20	83,88	0,80	335,52	1,39	582,966	1,19	498,61
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,20	27,778	0,80	111,112	1,39	193,0571	1,19	165,2791
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,20	20,168	0,80	80,672	1,39	140,1676	1,19	119,9996
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,20	1,78	0,80	7,12	1,39	12,371	1,19	10,591
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,20	20,08	0,80	80,32	1,39	139,556	1,19	119,476
Амортизация вагондомиков 7 шт, сут	169,29	0,20	33,858	0,80	135,432	1,39	235,3131	1,19	201,4551
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,20	3,68	0,80	14,72	1,39	25,576	1,19	21,896
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,20	6,784	0,80	27,136	1,39	47,1488	1,19	40,3648

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93	1,06	8,7026
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245 шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БК-178, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5	-	-
Башмак колонный БК-127, шт	25,5	-	-	-	-	1	25,5	1	25,5
Центратор ЦЦ-324/393 шт	35,4	3	106,2			-	-	-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	23	584,2	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-178/216, шт	18,7	-	-	-	-	78	1458,6	-	-
Центратор ЦЦ-127/165, шт	13,7	-	-	-	-	-	-	34	465,8
ЦКОД-324, шт	232,4	1	232,4	-	-	-	-	-	-
ЦКОД-295, шт	178,2	-	-	1	178,2	-	-	-	-
ЦКОД-178, шт	113,1	-	-			1	113,1		
ЦКОД-127, шт	105	-	-	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-324, шт	82,15	1	82,15	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -178, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Продавочная пробка ПРП-Ц -127, шт	22,12	-	-	-	-	-	-	1	22,12
Пакер ПХРЦ-127, шт	590,9	-	-	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементирующая ГЦУ-324	4420	1	4420	-	-	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-178	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		5096,889	7164,028	9588,807					
Обсадные трубы 323,9х9,5, м	37,21	5	1116,3	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 215,9х7,9, м	28,53	-	-	90	20028,06	-	-	-	-
Обсадные трубы 177,8х12, м	19,96	-	-	-	-	250	37205,44	-	-
Обсадные трубы 127х8, м	13,96	-	-	-	-			82	13,96
Портландцемент там- понажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-	-	-
Портландцемент там- понажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181	-	-
Портландцемент там- понажный раствор ПЦТ-IIIоб(2)-100, т	32	-	-	-	-	-	-	2,18	69,76

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Заливка колонны, тампонажный цех,	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	3	437,97
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348	25,87	155,4787
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232	1,19	43,316
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4	6,5	239,2
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2	3,5	128,8
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	16	247,84
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984	20,01	375,3876
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985	22742,0521	70653,3456						
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	117074,1								

Окончание таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Всего по сметному расчету, руб	117812,1								



Таблица Л.3 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
<b>Глава 1</b>	
<b>Подготовительные работы к строительству скважины</b>	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
<b>Итого по главе 1</b>	<b>62424</b>
<b>Глава 2</b>	
<b>Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины</b>	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
<b>Итого по главе 2</b>	<b>153101</b>
<b>Глава 3</b>	
<b>Бурение и крепление скважины</b>	
Бурение скважины	49344
Крепление скважины	117812
<b>Итого по главе 3</b>	<b>167156</b>
<b>Глава 4</b>	
<b>Испытание скважины на продуктивность</b>	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
<b>Итого по главе 4</b>	<b>12844</b>
<b>Глава 5</b>	
<b>Промыслово-геофизические исследования</b>	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18360
<b>Итого по главе 5</b>	<b>18360</b>

Продолжение таблицы Л.3

1	2
<b>Глава 6</b>	
<b>Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период</b>	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
<b>Итого по главе 6</b>	<b>12764</b>
<b>Итого по главам 1-6</b>	<b>426649</b>
<b>Глава 7</b>	
<b>Накладные расходы</b>	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66959
<b>Итого по главе 7</b>	<b>66959</b>
<b>Глава 8</b>	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39488
<b>Итого по главе 8</b>	<b>39488</b>
<b>Глава 9</b>	
<b>Прочие работы и затраты</b>	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24522
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	15459
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9592
Топографо-геодезические работы	270
Скважины на воду	123
	4771
<b>Итого по главе 9</b>	<b>54737</b>
<b>Итого по главам 1-9</b>	<b>587833</b>
<b>Глава 10</b>	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1175
<b>Итого по главе 10</b>	<b>1175</b>
<b>Глава 11</b>	
<b>Проектные и исследовательские работы</b>	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830

Продолжение таблицы Л.3

1	2
<b>Итого по главе 11</b>	<b>4620</b>
<b>Итого по главам 1-11</b>	<b>593628</b>
<b>Глава 12</b>	
<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты</b>	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29681
<b>Итого по главе 12</b>	<b>29681</b>
<b>Итого по сводному сметному расчету</b>	<b>623309</b>
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	<b>127279698</b>
НДС 20%	<b>22910345</b>
<b>Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента</b>	<b>150190044</b>